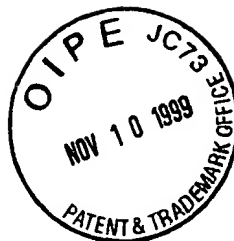


1/5/1 (Item 1 from file: 351)
DIALOG(R)File 351:DERWENT WPI
(c)1999 Derwent Info Ltd. All rts. reserv.



3, 8, 9, 11, 12, 14
16 → 19
27, 28
29 → 14
1, 4

010986258 **Image available**
WPI Acc No: 96-483207/199648
XRAM Acc No: C96-151381
XRPX Acc No: N96-407284

Steam cycle for coal gasified composite power plant - consisting of coal gasification furnace, synthesis-gas cooler, and gas refining unit

Patent Assignee: HITACHI LTD (HITA)

Number of Countries: 001 Number of Patents: 001

Patent Family:

Patent No	Kind	Date	Applicat No	Kind	Date	Main IPC	Week
JP 8246813	A	19960924	JP 9550795	A	19950310	F01K-023/10	199648 B

Priority Applications (No Type Date): JP 9550795 A 19950310

Patent Details:

Patent	Kind	Lan	Pg	Filing Notes	Application	Patent
JP 8246813	A		10			

Abstract (Basic): JP 8246813 A

A coal gasified plant consists of a coal gasification furnace (1), a synthesis gas cooler (SGC) (5) and a gas refining unit (12) combined with a composite power plant consisting of a gas turbine (17), a waste heat recovery boiler (20) and a steam turbine. A line to introduce the steam generated in the SGC into a high-pres. steam turbine (56) is equipped with a pressure control valve (68).

ADVANTAGE - Opening of the pressure control valve is variable for a load to prevent the steaming at an economiser in the SGC and improve the power efficiency at a rating load.

Dwg.1/11

Title Terms: STEAM; CYCLE; COAL; GASIFICATION; COMPOSITE; POWER; PLANT;
CONSIST; COAL; GASIFICATION; FURNACE; SYNTHESIS; GAS; COOLING; GAS;
REFINE; UNIT

Derwent Class: H09; Q51; Q52; Q72

International Patent Class (Main): F01K-023/10

International Patent Class (Additional): C10J-003/46; F02C-003/28;
F02C-006/18; F22B-001/18

File Segment: CPI; EngPI

1/5/2 (Item 1 from file: 347)
DIALOG(R)File 347:JAPIO
(c) 1999 JPO & JAPIO. All rts. reserv.

05291313 **Image available**
OPERATION METHOD AND DEVICE FOR COAL GASIFICATION COMPOUND GENERATION PLANT

PUB. NO.: 08-246813 JP 8246813 A]
PUBLISHED: September 24, 1996 (19960924)
INVENTOR(s): ITANO AKIRA

NAGASAKI NOBUO
HOIZUMI SHINICHI
FUKUHARA HIROSHI

APPLICANT(s): HITACHI LTD [000510] (A Japanese Company or Corporation), JP (Japan)

APPL. NO.: 07-050795 [JP 9550795]

FILED: March 10, 1995 (19950310)

INTL CLASS: [6] F01K-023/10; C10J-003/46; F02C-003/28; F02C-006/18;
F22B-001/18

JAPIO CLASS: 21.1 (ENGINES & TURBINES, PRIME MOVERS -- Steam); 13.9 (INORGANIC CHEMISTRY -- Other); 21.2 (ENGINES & TURBINES, PRIME MOVERS -- Internal Combustion); 35.3 (NEW ENERGY

ABSTRACT

PURPOSE: To improve generation efficiency near a constant load by arranging a pressure control valve on a system for introducing steam generated in a gasification furnace gas cooler to a high pressure turbine, and preventing steaming due to a coal unit of the gasification furnace gas cooler.

CONSTITUTION: A coal gasification compound generation plant is built by combining a coal gasification plant and a compound generation plant. A steam system 51, for the steam generated by an exhaust heat recovery boiler 20 leading to a high pressure steam turbine 56 joins a steam system 11 for the steam generated by a gasification furnace gas cooler 2 at a system joint point 67. With such a setup, a pressure control valve 68 is arranged on an inlet of the high pressure steam turbine 56, while its opening being set variably according to a load. The opening of the pressure control valve 68 is throttled such that a sufficient margin of an inlet pressure of the valve 68 can be secured against steaming of the gasification furnace gas cooler 5, in respect to pressure reduction of the steam under partial load. A water supply temperature of the gasification furnace gas cooler 5 is set high, for improving generation efficiency.

特開平8-246813

(43)公開日 平成8年(1996)9月24日

(51)Int.Cl. ⁶	識別記号	庁内整理番号	F I	技術表示箇所
F 0 1 K 23/10			F 0 1 K 23/10	T
C 1 0 J 3/46			C 1 0 J 3/46	D
				Z
F 0 2 C 3/28			F 0 2 C 3/28	
6/18			6/18	B
審査請求 未請求 請求項の数 7 O L (全 10 頁) 最終頁に続く				

(21) 出願番号	特願平7-50795	(71) 出願人	000005108 株式会社日立製作所 東京都千代田区神田駿河台四丁目6番地
(22) 出願日	平成7年(1995)3月10日	(72) 発明者	板野 暁 茨城県日立市幸町三丁目1番1号 株式会 社日立製作所日立工場内
		(72) 発明者	長崎 伸男 茨城県日立市幸町三丁目1番1号 株式会 社日立製作所日立工場内
		(72) 発明者	保泉 真一 茨城県日立市幸町三丁目1番1号 株式会 社日立製作所日立工場内
		(74) 代理人	弁理士 小川 勝男

最終頁に続く

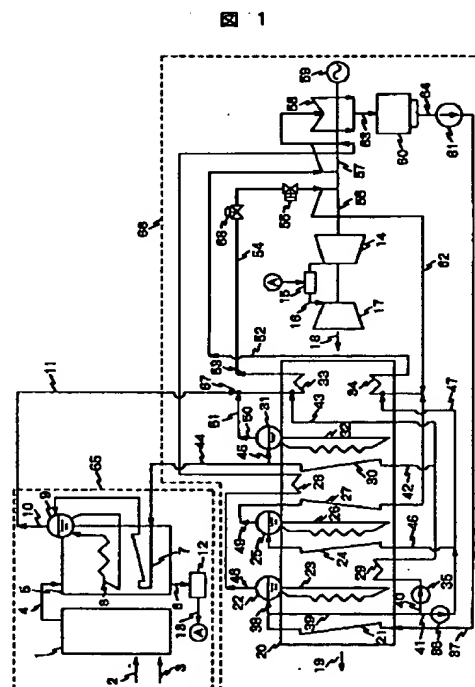
(54) 【発明の名称】 石炭ガス化複合発電プラントの運転方法と装置

(57) 【要約】

【目的】石炭ガス化複合発電プラントにおいて、高効率な石炭ガス化複合発電の制御方法と装置を提供する。

【構成】石炭ガス化炉，ガス化炉ガス冷却器（Syn Gas Cooler＝SGC），ガス精製より構成される石炭ガス化プラントと、ガスタービン，排熱回収ボイラ，蒸気タービンからなる複合発電プラントを組み合わせた石炭ガス化複合発電プラントより構成され、更にSGCの発生蒸気を高圧蒸気タービンに導入する系統上に圧力制御弁を備えている。

【効果】本発明によれば、SGC給水温度を高く選定できるので発電効率が向上すると共にSGC節炭器でのスチーミングを防止できる。



【特許請求の範囲】

【請求項 1】石炭ガス化炉、ガス化炉ガス冷却器 (Syn Gas Cooler = SGC)、ガス精製より構成される石炭ガス化プラントと、ガスタービン、排熱回収ボイラ、蒸気タービンからなる複合発電プラントを組み合わせた石炭ガス化複合発電プラントに於いて、前記 SGC の発生蒸気を高圧蒸気タービンに導入する系統上に圧力制御弁を有することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラント。

【請求項 2】請求項 1 に於いて、SGC の発生蒸気を高圧蒸気タービンに導入する系統と排熱回収ボイラの発生蒸気を高圧蒸気タービンに導入する系統の合流点より、下流の系統上に圧力制御弁を有することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラント。

【請求項 3】請求項 1 に於いて、SGC の発生蒸気を高圧蒸気タービンに導入する系統と排熱回収ボイラの発生蒸気を高圧蒸気タービンに導入する系統の合流点より上流の SGC 側の系統上に圧力制御弁を有することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラント。

【請求項 4】請求項 3 に於いて、SGC のドラム出口の系統上に圧力制御弁を有することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラント。

【請求項 5】請求項 3 に於いて、SGC が過熱器を具備し、SGC 過熱器を構成する 1 次過熱器と 2 次過熱器の系統上に圧力制御弁を有することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラント。

【請求項 6】請求項 3 に於いて、SGC が過熱器を具備し、SGC 過熱器と SGC ドラムを結ぶ系統上に圧力制御弁を有することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラント。

【請求項 7】請求項 1 から 6 に於いて、圧力制御弁より上流側を適正な圧力に制御して、SGC でのスチーミングを防止することを特徴とする石炭ガス化複合発電プラントの運転方法。

【発明の詳細な説明】

【0001】

【産業上の利用分野】本発明は、石炭ガス化複合発電プラントの蒸気サイクルの構成と装置及びその運転方法に係る。

【0002】

【従来の技術】従来の石炭ガス化複合発電プラントのヒートサイクルの例を図 5 及び図 6 に示す。

$$PV = GRT \rightarrow P = G \frac{RT}{V}$$

【0011】で、V で示される装置の容量はバルブを閉めることにより V を小さくでき流量 G が減少しても V を保つことが出来るが、バルブ開度を固定の条件では、R はガスの物性であり一定であるので、タービン入口温度が一定では G に比例して圧力 P が低下する。

【0012】プラントの部分負荷に於いては、ガスタービン 17 の排ガス 18 は温度が低下し流量は減少するた

【0003】石炭 2 は、石炭ガス化炉 1 に於いて空気又は酸素をガス化剤 3 としてガス化される。ガス化炉出口の粗生成ガス 4 は、ガス化炉ガス冷却器 (SGC) 5 により冷却される。この粗生成ガス 4 の顕熱は、蒸気として回収される。ガス冷却器 (SGC) 出口粗生成ガス 6 はガス精製設備 12 により精製され、その精製ガス 13 は燃料ガスとして燃焼器 15 にて燃焼後、高温ガスとしてガスタービン 17 にて仕事をし、発電機 59 にて電気エネルギーを発生させる。

【0004】熱回収システムとしては、ガスタービン排ガス 18 は、排熱回収ボイラ 20 にて顕熱を回収して蒸気を発生させると同時に、ガス化炉出口粗生成ガス 6 は SGC5 にて顕熱を回収して蒸気を発生させており、これらと結合したシステムを構成している。

【0005】発生した蒸気は、過熱器 33 により過熱され、蒸気タービンにて仕事をし、発電機 59 にて電気エネルギーを発生させる。

【0006】低圧蒸気タービン 58 を通過した低圧蒸気タービン排気 63 は、復水器 60 にて冷却され復水 64 となり、復水ポンプ 61 にて排熱回収ボイラ 20 へ給水される。

【0007】一般に、燃焼器 15 入口の燃料ガス温度を上げる程効率向上する事は知られているが、燃料ガス温度は、燃料制御装置の機械的制約により、約 100℃ ~ 500℃ と制限されるため、この粗生成ガスの顕熱をガス化炉出口に蒸気発生器の役割をする SGC5 を設置することにより、蒸気として熱回収する事が有効であるのは明らかである。

【0008】図 5、図 6 に示される従来例では、SGC5 で熱回収し発生するガス化炉ガス冷却器発生蒸気 10 と、排熱回収ボイラ 20 の高圧ドラム 31 で発生する高圧蒸気 50 を系統合流点 67 で混合して、高圧蒸気タービン 56 へ導入する。

【0009】従来例では LNG 焚複合サイクル発電プラントの蒸気サイクルの部分負荷運用方法に関する知見に基づいて、蒸気タービン入口で圧力制御を行わないで発生蒸気流量に比例して蒸気圧力が低下する運用を行っている。これは蒸気を理想気体として簡単に説明すると、下式

【0010】

【数 1】

… (数 1)

め排熱回収ボイラ 20 での回収熱量が減少するので蒸気タービンへ導入される蒸気流量は低下することになる。LNG 焚複合サイクル発電プラントでは、蒸気タービンへ供給される蒸気の熱源が排熱回収ボイラだけであったので、ガスタービン排ガス温度の低下に合わせて、排熱回収ボイラからの発生蒸気圧力を低下させて、ガスタービン排ガスの高温領域の保有熱量を有効に回収すること

は効果的であった。

【0013】一方、石炭ガス化複合発電プラントでは、蒸気タービンへ供給される蒸気の熱源は排熱回収ボイラ20に加えてガス化炉設備の熱源が付加される。また、石炭ガス化複合発電プラントではSGC5及び排熱回収ボイラ20から蒸気タービンへの系統が合流するため、排熱回収ボイラ20の高圧ドラム31での高圧蒸気50圧力と蒸気タービン入口蒸気圧力の低下に伴い、SGC発生蒸気10圧力も低下する。

【0014】図7に従来の石炭ガス化複合発電システムの部分負荷の運用方法を示す。負荷が低下すると共に、SGC発生蒸気10の圧力は低下する。しかし、SGCへの給水44は図5、図6に示されるように排熱回収ボイラ20の高圧蒸発器32下流側（ガスの流れ方向から見て）に設置されるので、部分負荷時には排熱回収ボイラ蒸発器出口ガス温度とSGCへの給水44の温度の温度差が小さくなり、SGCへの給水44の温度よりもSGC発生蒸気飽和温度が低くなる領域が発生する。SGC5のガス冷却器節炭器7で給水温度が発生蒸気飽和温度よりも部分的にでも高くなると、冷水管またはSGC節炭器7でのスチーミング現象が発生する。スチーミング現象はSGC節炭器7でのエロージョンを加速すると共に振動の原因になり、排熱回収ボイラ20の寿命を著しく低下させる。従来の運用では図7に示すとおりに、想定される負荷範囲を考慮して予め定格負荷でのSGCへの給水44の温度を低下させることにより、プラント運転範囲でのSGC5でのスチーミングを防止していた。

【0015】このように、石炭ガス化複合発電プラントでは、付加されるSGCのスチーミングを避けるために、定格負荷時のSGCへの給水温度を低下させて選定するため、発電効率が低下するとの問題があった。

【0016】

【発明が解決しようとする課題】石炭ガス化複合発電プラントでは、ガス化炉ガス冷却器（SGC）への給水を、部分負荷時のSGC給水温度特性とSGC発生蒸気圧力特性を検討して、SGCでのスチーミングを避けるように定格負荷でのSGC給水温度を予め低下させておくことが必要であり、定格負荷で発電効率が低下する。

【0017】換言すれば、図7のように定格負荷付近ではSGCでのスチーミングに対して十分裕度があり、SGC給水温度を上昇させて発電効率の向上をはかる余地があるにもかかわらず、部分負荷時のスチーミング裕度の制限により、SGC給水温度が制限されることを示している。このことは、全負荷帯に渡ってSGC給水のスチーミング裕度をほぼ一定に保つことができれば、更に高い発電効率での運用が可能であることを示している。

【0018】

【課題を解決するための手段】上記課題は、高圧蒸気タービン入口弁開度設定を負荷に対応して可変設定とする

こと、並びに高圧蒸気タービン入口弁開度設定は固定しガス化炉ガス冷却器（SGC）出口またはSGCに過熱器が設置される場合は過熱器入口または中間に圧力制御弁を設置し、SGC節炭器を適正圧力に維持することにより達成される。

【0019】

【作用】排熱回収ボイラの発生蒸気を高圧蒸気タービンへ導く蒸気系統とガス化炉ガス冷却器（SGC）の発生蒸気を高圧蒸気タービンへ導く蒸気系統は合流している。この構成において、プラントの部分負荷運用時には蒸気タービン入口またはSGC出口等に圧力制御弁を設置することにより、蒸発量の減少にもかかわらずSGC蒸気圧力の低下を抑制できるので、部分負荷時にSGC給水温度に対してSGC発生蒸気圧力の飽和温度を十分高く維持することが可能である。この結果、定格負荷時のSGC給水温度を高く選定できるので定格負荷での発電効率が向上する。

【0020】SGC出口（排熱回収ボイラ発生蒸気管との合流点の上流側）に圧力制御弁を設置し、SGC発生蒸気圧力を適正圧力に維持する場合には、前述の作用により部分負荷時にSGC給水温度に対してSGC発生蒸気圧力の飽和温度を十分高くでき、定格負荷時のSGC給水温度を高く選定できると共に、蒸気タービン入口圧力はSGC及び排熱回収ボイラ発生蒸気流量に比例して圧力が低下するので、排熱回収ボイラ発生蒸気圧力も低下するため、ガスタービン排ガスの保有熱量を有効に回収することができる。

【0021】

【実施例】

（実施例1）図1に本発明の実施例1の例を示す。

【0022】石炭ガス化炉1に石炭2とガス化剤3が供給され、反応して粗生成ガス4が生成される。粗生成ガス4はガス化炉ガス冷却器（SGC）5にて熱回収されガス精製設備12で除塵されクリーンな精製ガス13になる。精製ガス13はガスタービン17の燃焼器15へ送られ、圧縮機14からの空気と混合され燃焼器15で燃焼し高温高圧のガスを発生する。このガスがガスタービン17を駆動し接続された発電機59で電気出力を発生する。

【0023】熱回収システムとしては、ガスタービン排ガス18を排熱回収ボイラ20にて回収し蒸気を発生させるシステムと、SGC5にて熱回収し蒸気を発生させるシステムがある。

【0024】復水64は復水ポンプ61で昇圧され排熱回収ボイラ20に給水される。図示してはいないが、通常排熱回収ボイラ20への給水は給水加熱器又は脱気器により加熱された後供給される。

【0025】排熱回収ボイラ20は節炭器、ドラム、蒸発器、過熱器、再熱器で構成され、昇圧された復水は排熱回収ボイラ給水37として低圧節炭器21に給水後、

系統を分岐させ昇温、昇圧をしながら高圧ドラム給水 45、中圧ドラム 25、低圧ドラム 22 に供給される。高圧 2 次節炭器給水 42 は高圧 2 次節炭器 30 出口で高圧ドラム 31 と SGC 5 へ分岐する。高圧ドラム 31 へ送られた高圧ドラム給水 45 は高圧蒸発器 32 で蒸気を発生させる。

【0026】一方、SGC 節炭器 7、SGC ドラム 9、SGC 蒸発器 8、あるいは SGC 過熱器 69 を追加して構成される SGC 5 への給水 44 は、SGC 節炭器 7 へ給水後 SGC ドラム 9 へ送られ SGC 蒸発器 8 で蒸気を発生させる。

【0027】排熱回収ボイラ 20 の高圧蒸気 50 と SGC 発生蒸気 10 は、系統合流点 67 で合流し排熱回収ボイラ 20 の過熱器 33 へ送られる。過熱蒸気 53 は高圧蒸気タービン 56 へ供給され仕事をし、接続された発電機 59 で電気出力を発生する。

【0028】低圧蒸気タービンを通過した低圧蒸気タービン排気 63 は復水器 60 で冷却され復水 64 となり、復水ポンプ 61 で昇圧され排熱回収ボイラ 20 に給水する。本実施例に於いては、高圧蒸気タービン 56 入口に圧力制御弁 68 を設置し、圧力制御弁の弁の開度設定を負荷に対応して可変とし、部分負荷時の蒸気の圧力低下を、圧力制御弁 68 の入口圧力が SGC 5 でのスチーミングに対して十分な余裕が確保できるように圧力制御弁 68 の開度を絞るよう制御する。この結果、定格負荷時の SGC 給水温度を高く選定できるので発電効率が向上する。

【0029】従来は図 7 に示すとおりに、主蒸気圧力 169 at g、主蒸気温度 538℃ の条件では、部分負荷時の SGC でのスチーミングを避けるため、SGC 給水温度は 260℃ 以下とすることが必要であった。

【0030】本実施例によれば、図 8 に示すとおりに従来例に比べて SGC 給水温度を 35℃ 高く選定しても部分負荷時の SGC スチーミングを防止できるので、図 9 に示すとおりに定格負荷運転時の発電効率が 0.25% 向上させることができた。

【0031】（実施例 2）図 2 に本発明の実施例 2 の例を示す。

【0032】実施例 1 と異なる点は、ガス化炉ガス冷却器（SGC）5 出口に圧力制御弁 68 を設置している点にある。圧力制御弁 68 の開度設定を負荷に対応して可変とする一方で、高圧蒸気タービン 56 の入口加減弁 55 の開度を一定とする運用をする。

【0033】本実施例によれば、部分負荷時に排熱回収ボイラ 20 の高圧蒸気 50 の圧力は低下するが、圧力制御弁 68 で SGC 5 の発生蒸気圧力を適正に制御することが可能で、この時のプラントの運転方法は、排熱回収ボイラ 20 は変圧運転、SGC5 は適正圧力運転となる。

【0034】SGC 5 は、蒸発量の減少にかかわらず SGC 発生蒸気 10 の圧力の低下を抑制でき、常に SGC

給水 44 温度に対して SGC 発生蒸気 10 圧力の飽和温度を十分高く維持できる適正圧力に制御することができる。

【0035】一方、排熱回収ボイラ 20 は発生蒸気流量に比例して運転圧力が変化する変圧運転となる。

【0036】実施例 1 では排熱回収ボイラ 20 も適正圧力に制御され、部分負荷時の排熱回収ボイラ入口ガス（ガスタービン排ガス 18）温度の低下に対しても比較的高い発生蒸気圧力が維持されるので部分負荷時の排熱回収ボイラ 20 の高圧蒸気 50 の発生量が大きく、部分負荷時の発電効率が低下するとの問題があった。

【0037】しかし、本実施例では排熱回収ボイラ入口ガス温度の低下と共に発生蒸気圧力が低下し、排熱回収ボイラ入口ガス温度の低下に対して排熱回収ボイラ 20 での熱回収を有効に行うことができるので、部分負荷時の排熱回収ボイラ高圧蒸気 50 の発生量の減少を抑えることが可能となり、図 11 に示すとおりに従来例に対しては、例えば 60% 部分負荷において 0.4% の効率向上を図ることができた。

【0038】（実施例 3）図 3 に本発明の実施例 3 の例を示す。

【0039】実施例 1、2 と異なる点は、ガス化炉ガス冷却器（SGC）5 にガス冷却器過熱器 69 が具備され、そのガス冷却器過熱器 69 の中間に圧力制御弁 68 を設置している点にある。

【0040】本実施例では、実施例 2 と同等の作用および効果が得られる。

【0041】（実施例 4）図 4 に本発明の実施例 4 の例を示す。

【0042】実施例 1、2、3 と異なる点は、ガス化炉ガス冷却器（SGC）5 にガス冷却器過熱器 69 が具備され、そのガス冷却器過熱器 69 の入口に圧力制御弁 68 を設置している点にある。

【0043】本実施例では、実施例 2 と同等の作用および効果が得られる。

【0044】

【発明の効果】従来の変圧運転では図 7 に示すように、ガス化炉負荷率が低くなると、飽和温度低下によりスチーミング裕度 20℃ のラインも下がるので、ガス化炉負荷率が 90% より小さくなるとガス化炉ガス冷却器（SGC）の節炭器でのスチーミングの可能性が出てくる。そのため、予め定格負荷時の SGC 給水温度を低く選定しスチーミングを防止していたが、図 9 のように SGC 給水温度の低下により発電効率が低下せざるをえなかった。

【0045】しかし本発明の実施例 1 のように、高圧蒸気タービン入口に圧力制御弁を設置し、圧力制御弁の弁の開度設定を負荷に対応して可変とし、部分負荷時の蒸気の圧力低下を、圧力制御弁入口圧力が SGC でのスチーミングに対して十分な余裕が確保できるように圧力制

御弁開度を絞るよう制御することにより、図 8 に示すとおり定格負荷時の SGC 給水温度を高く選定できるため、SGC の節炭器でのスチーミングを防止すると共に定格負荷近傍における発電効率が向上した。

【0046】実施例 1 では図 9 に示すとおり、定格負荷運転時の発電効率が 0.25% 向上させることができた。

【0047】また実施例 2, 3, 4 では、圧力制御弁の設置位置が、SGC 出口、ガス冷却器過熱器の中間、ガス冷却器過熱器の入口とそれぞれ異なるが、SGC を適正圧力運転し排熱回収ボイラを変圧運転するというプラント運用方法は同じである。つまり、部分負荷時に排熱回収ボイラの発生蒸気圧力は低下するが、圧力制御弁で SGC の発生蒸気圧力を適正に制御することにより、SGC は蒸発量の減少にかかわらず SGC 発生蒸気圧力の低下を抑制できるので、常に SGC 給水温度に対して SGC 発生蒸気圧力の飽和温度を十分高く維持できる適正圧力に制御することができ、排熱回収ボイラは発生蒸気流量に比例して運転圧力が変化する変圧運転とするのである。

【0048】実施例 1 では排熱回収ボイラも適正圧力に制御され、部分負荷時の排熱回収ボイラ入口ガス温度の低下に対しても比較的高い発生蒸気圧力が維持されるので部分負荷時の排熱回収ボイラの高圧蒸気発生量が大きく、部分負荷時の発電効率が低下するとの問題があった。

【0049】しかし、実施例 2, 3, 4 では排熱回収ボイラ入口ガス温度の低下と共に発生蒸気圧力が低下し、排熱回収ボイラ入口ガス温度の低下に対して排熱回収ボイラでの熱回収を有効に行うことができるので、部分負荷時の排熱回収ボイラ高圧蒸気発生量の減少を抑えることが可能となり、図 11 に示すとおり従来例に対しては、例えば 60% 部分負荷において 0.4% の効率向上を図ることができた。以上のように、本発明により石炭ガス化複合発電プラントにおいて、ガス化炉ガス冷却器の運用制限を取り除き、ガス化炉ガス冷却器の節炭器でのスチーミングを防止し、且つ高効率な部分負荷運用を可能とする、石炭ガス化複合発電プラントの運用方法及び装置を提供できる。

【図面の簡単な説明】

【図 1】実施例 1 の説明図である石炭ガス化複合発電プラントフローシート。

【図 2】実施例 2 の説明図である石炭ガス化複合発電プラントフローシート。

【図 3】実施例 3 の説明図である石炭ガス化複合発電プラントフローシート。

【図 4】実施例 4 の説明図である石炭ガス化複合発電プラントフローシート。

【図 5】従来例 1 の説明図である石炭ガス化複合発電プラントフローシート。

【図 6】従来例 2 の説明図である石炭ガス化複合発電プラントフローシート。

【図 7】変圧運転の場合の部分負荷時ガス冷却器給水温度のガス化炉負荷率特性。

【図 8】定圧運転の場合の部分負荷時ガス冷却器給水温度のガス化炉負荷率特性。

【図 9】変圧運転の場合の定格負荷時発電端効率のガス冷却器給水温度特性。

【図 10】発電端効率のガス化炉負荷率特性。

【図 11】発電端効率偏差のガス化炉負荷率特性。

【符号の説明】

1…石炭ガス化炉、2…石炭、3…ガス化剤、4…粗生成ガス、5…ガス化炉ガス冷却器 (SGC)、6…ガス化炉ガス冷却器出口粗生成ガス、7…ガス化炉ガス冷却器節炭器、8…ガス冷却器蒸発器、9…ガス冷却器ドラム、10…ガス化炉ガス冷却器発生蒸気、11…ガス化炉ガス冷却器蒸気系統、12…ガス精製設備、13…精製ガス、14…圧縮機、15…燃焼器、16…高温ガス、17…ガスタービン、18…ガスタービン排ガス、19…排熱回収ボイラ出口排ガス、20…排熱回収ボイラ、21…低圧節炭器、22…低圧ドラム、23…低圧蒸発器、24…中圧節炭器、25…中圧ドラム、26…中圧蒸発器、27…中圧過熱器、28…低圧過熱器、29…高圧 1 次節炭器、30…高圧 2 次節炭器、31…高圧ドラム、32…高圧蒸発器、33…過熱器、34…再熱器、35…高圧給水ポンプ、36…中圧給水ポンプ、37…排熱回収ボイラ給水、38…低圧ドラム給水、39…高・中圧給水、40…高圧給水、41…中圧給水、42…高圧 2 次節炭器給水、43…過熱器スプレー水、44…ガス化炉ガス冷却器給水、45…高圧ドラム給水、46…中圧節炭器給水、47…再熱器スプレー水、48…低圧蒸気、49…中圧蒸気、50…高圧蒸気、51…高圧蒸気系統、52…再熱蒸気、53…過熱蒸気、54…高圧蒸気系統、55…高圧蒸気タービン入口加減弁、56…高圧蒸気タービン、57…中圧蒸気タービン、58…低圧蒸気タービン、59…発電機、60…復水器、61…復水ポンプ、62…高圧蒸気タービン排気、63…低圧蒸気タービン排気、64…復水、65…石炭ガス化プラント、66…複合発電プラント、67…系統合流点、68…圧力制御弁、69…ガス冷却器過熱器。

The diagram is a detailed schematic of a power plant system, enclosed in a dashed rectangular border. It features several interconnected components and flow paths, with handwritten labels in black ink providing context:

- gasifier**: A handwritten label with an arrow pointing to the upper left section of the diagram, which contains a vertical vessel (4) and associated piping.
- cooler**: A handwritten label with an arrow pointing to a heat exchanger (8) within the gasifier section.
- decoupling unit**: A handwritten label with an arrow pointing to a central vertical vessel (11) that acts as a buffer between the gasifier and the turbine sections.
- heat recovery**: A handwritten label with an arrow pointing to a large section of the diagram containing multiple heat exchangers (e.g., 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100).
- gas turbine**: A handwritten label with an arrow pointing to a gas turbine engine (16) driven by a compressor (17) and a generator (14).
- steam turbine**: A handwritten label with an arrow pointing to a steam turbine engine (58) driven by a condenser (59) and a generator (60).

The diagram includes numerous numbered components (1-100) and flow lines (solid and dashed) representing the complex thermodynamic and mechanical processes within the plant.

A detailed schematic diagram of a gas turbine engine system, enclosed in a dashed rectangular boundary. The diagram includes the following components and connections:

- Compressor Section (Left):** Features a vertical compressor (13) driven by a motor (12). It is connected to a network of pipes (2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100).
- Turbine Section (Right):** Includes a turbine (13) connected to a generator (12) and a motor (12). It is connected to a network of pipes (2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100).
- Control and Monitoring:** Includes a control unit (12) and a monitoring unit (12) connected to the engine components.
- Gas Turbine Section (Bottom):** Features a gas turbine (13) connected to a generator (12) and a motor (12). It is connected to a network of pipes (2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100).

The diagram is a technical drawing of a gas turbine engine system, showing various components and their interconnections. The components are labeled with numbers, and the connections are shown as lines. The diagram is enclosed in a dashed rectangular boundary.

【図 3】

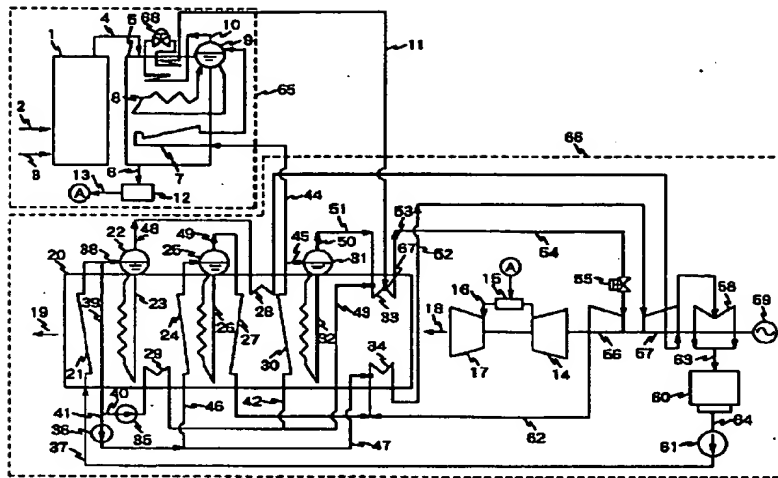


図 3

【図 4】

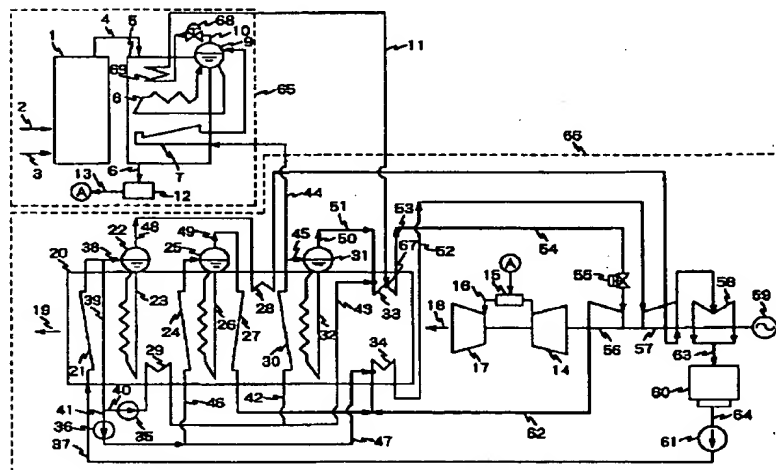


図 4

【図5】

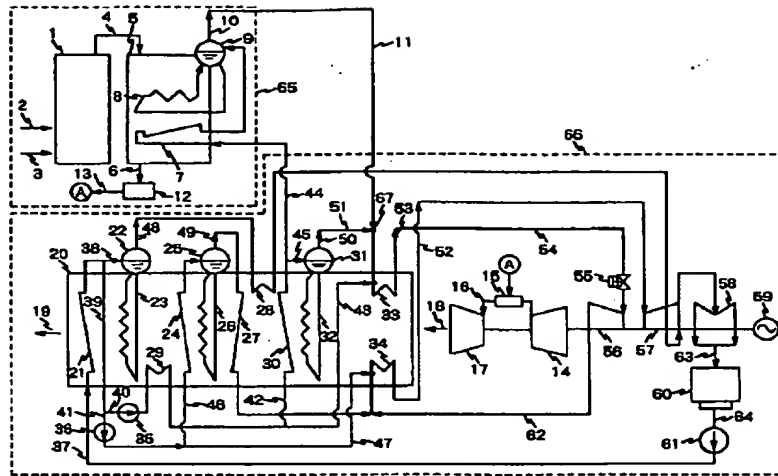


図 5

【図6】

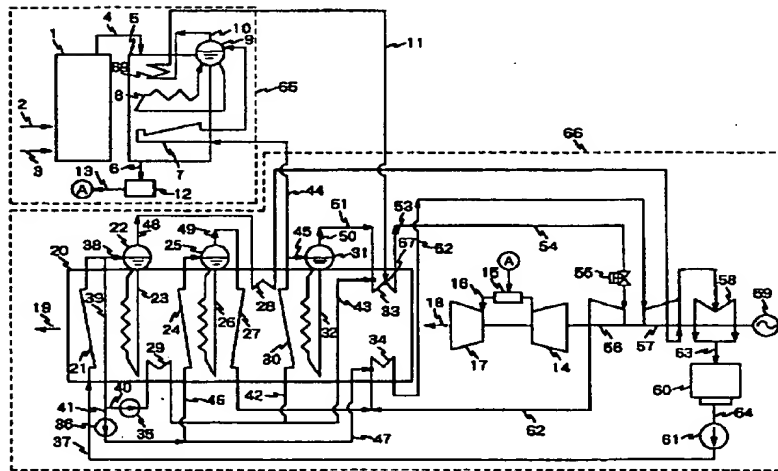
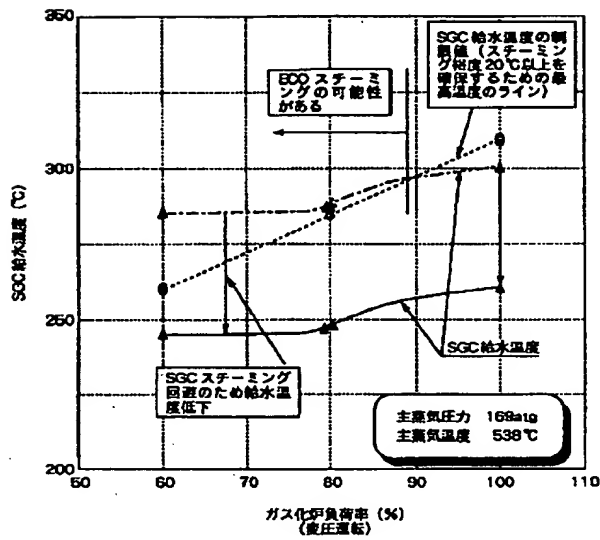


図 6

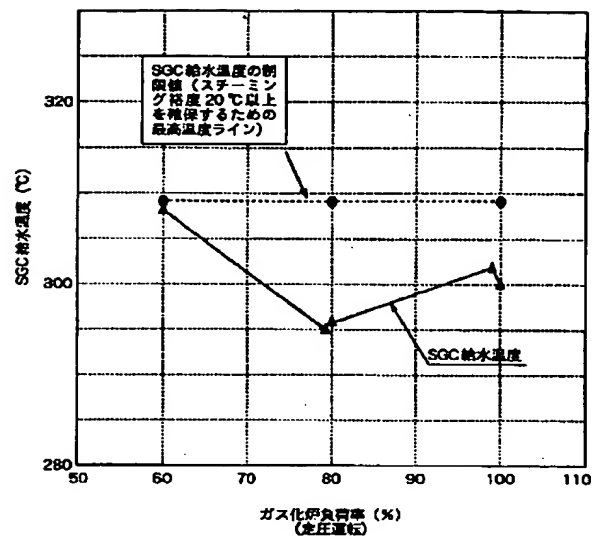
【図 7】

図 7



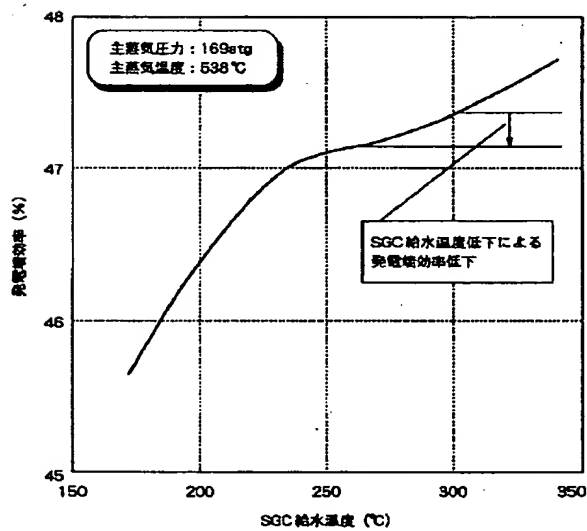
【図 8】

図 8



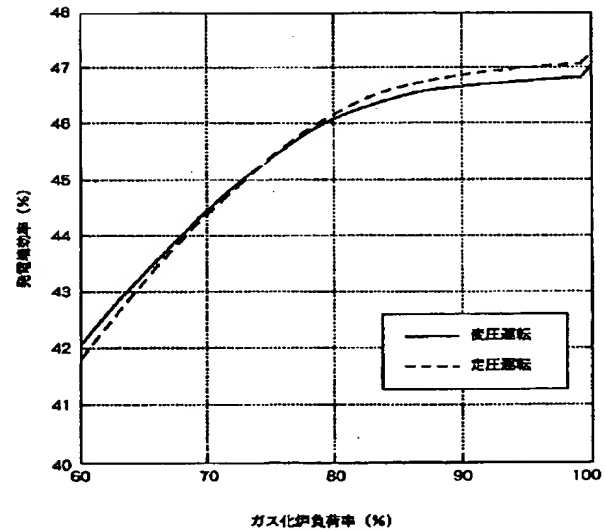
【図 9】

図 9



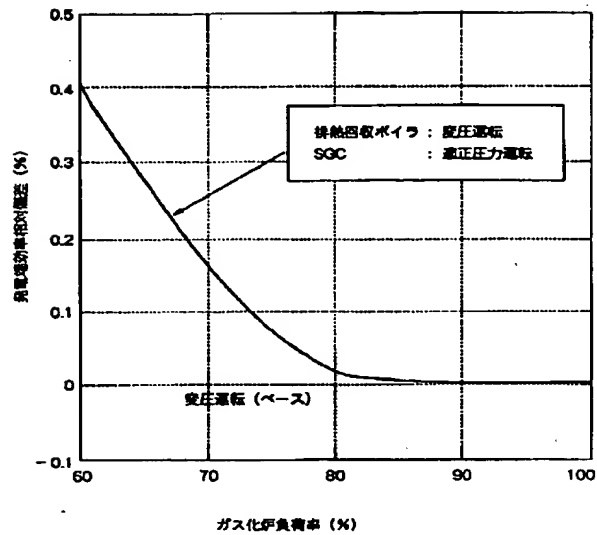
【図 10】

図 10



【図 11】

図 11



フロントページの続き

(51)Int.Cl.⁶

F 2 2 B 1/18

識別記号

庁内整理番号

7526-3L

F I

F 2 2 B 1/18

技術表示箇所

E

(72)発明者 福原 広嗣

茨城県日立市幸町三丁目1番1号 株式会
社日立製作所日立工場内